



# L'inadéquation du mode de subvention du photovoltaïque à sa maturité technologique

Dominique Finon

## ► To cite this version:

Dominique Finon. L'inadéquation du mode de subvention du photovoltaïque à sa maturité technologique. 2008. hal-00866415

**HAL Id: hal-00866415**

**<https://hal.science/hal-00866415>**

Preprint submitted on 30 Sep 2013

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## **L'inadéquation du mode de subvention du photovoltaïque à sa maturité technologique**

**Dominique FINON**

CIREN & Gis LARSEN

Working Paper

Decembre 2008

**C.I.R.E.D.** UNITÉ MIXTE DE RECHERCHE  
EHESS ET CNRS - UMR 8568

JARDIN TROPICAL

45 BIS AVENUE DE LA BELLE GABRIELLE

94736 NOGENT-SUR-MARNE CEDEX - FRANCE

TEL : (33-1) 01 43 94 73 73

FAX : (33-1) 01 43 94 73 70

<http://www.centre-cired.fr>

## Résumé

La croissance spectaculaire des marchés du photovoltaïque dans différents pays donne l'illusion d'un décollage commercial de cette technologie alors qu'elle se fonde sur le développement de marchés très subventionnés par des tarifs d'achat pour tirer le développement des capacités de fabrication photovoltaïque de grande taille dans ces pays. Les marchés n'existeraient pas sans elles. La France s'est alignée sur les autres pays dans l'espoir de construire une filière nationale tirée par le développement de ses débouchés nationaux

Le choix et la conception du tarif d'achat pose trois problèmes. En premier lieu le tarif d'achat n'est pas le bon instrument par rapport au stade de progression de la technologie PV qui n'est pas encore au niveau pré-commercial, ce qui oblige à avoir des tarifs quatre à cinq fois plus élevés que ceux de l'éolien. Il serait préférable de renforcer l'effort de R&D sur toutes les filières et en particulier les filières couches minces bien moins avancées et de limiter le développement du marché à des programmes de type 10 000 toits PV par des subventions à l'investissement pour permettre un effort de démonstration.

En second lieu, même en imaginant qu'il serait justifié de retenir cet instrument parce que l'on considèrerait que la technologie se situerait en phase pré-commerciale, le dispositif français est mal conçu sur quatre plans :

- la longueur de l'engagement du tarif pour chaque nouvelle installation et l'absence de décroissance du tarif d'achat sur les 20 ans de l'engagement,
- l'inutile ajout des aides à l'investissement avec crédits d'impôts, allègement de TVA, et au niveau des régions subventions à l'investissement et bonification d'emprunts,
- l'absence de décroissance du tarif pour les nouvelles installations, alors que l'on pourrait déjà limiter les dépenses futures de ce dispositif par des baisses rapides qui accompagneraient l'évolution des coûts,
- l'absence de distinction des tarifs entre filières de maturité différente pour les différents usages du PV, ce qui tend à pénaliser les filières couches minces et à contribuer au verrouillage technologique qui se dessine au plan mondial sur les techniques au silicium cristallin moins prometteuses.

En troisième lieu l'objectif industriel de construire une filière photovoltaïque en France en tirant le développement d'un marché interne par ces tarifs ne sera jamais atteint dans le contexte de concurrence globalisée, sachant que les industries de quelques pays se sont placées en tête grâce à des politiques d'appui plus précoces. Le dispositif va engager de façon croissante l'argent des consommateurs français d'électricité sur une période de 20 ans sans faire décoller l'industrie française sur le Si cristallin. Le dispositif va servir à subventionner les industries des autres pays (Japon, Allemagne, Etats-Unis et maintenant Chine).

Un programme ambitieux de subventions à la R&D et de subventions à l'investissement ciblé sur les technologies couches minces et privilégiant les producteurs français dans une logique de démonstration apparaît être une solution beaucoup plus efficace à moyen et long terme.

## Introduction

Beaucoup de voix s'élèvent en France pour critiquer les tarifs d'achat de l'électricité de l'éolien<sup>1</sup>. De façon curieuse, alors qu'il suscite beaucoup de scepticisme feutré dans les ministères et les entreprises, la critique du tarif d'achat sur le photovoltaïque PV qui est quatre à cinq fois plus élevé ne suscite que des murmures, sans doute parce que la production électrique par des cellules PV est encore confidentielle et que son image croise utilement progrès *high tech* et développement durable, comme le montre les objectifs du récent Grenelle de l'environnement (MEDDAD, 2008). A côté de l'objectif de contribution aux objectifs de la politique climatique au côté des autres énergies renouvelables, l'objectif principal est en fait la constitution d'une filière française dans une industrie en retard à partir du développement d'un marché national pour suivre le mouvement mondial. En effet la production par PV restera toujours secondaire dans le bilan électrique français (1,5% de la production électrique en 2020 si l'objectif indicatif d'installation de 5400 MW du Grenelle de l'environnement est atteint). Il faudra sans doute attendre que sa production atteigne le TWh dans dix ans pour se rendre compte du coût excessivement élevé de cette politique alors que, dans une économie globalisée, ce marché très subventionné aura peu d'effets sur la constitution d'une filière nationale puisque, dans une économie globalisée, les acheteurs français recourront forcément aux industries étrangères parties avant.

La diffusion des systèmes photovoltaïques dans le monde connaît sans doute une croissance très rapide (40% en 2006 et 2007) qu'accompagne une compétition intense entre industries des pays de pointe. Des annonces spectaculaires de baisse de coût des cellules par les industriels laissent croire à l'accès rapide de la technologie PV à maturité commerciale. Depuis le niveau de 4500 €/kWc en 2000 le coût s'établirait, nous disent les industriels et les technologues de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2008) à 3000 €/kWc et baisserait vers 1000 €/kWc considéré comme la barre symbolique de compétitivité à parité de l'électricité payée en sortie du réseau de distribution. Les annonces de la mise en place d'usines de fabrication de grande surface photovoltaïque (PV) au Japon, en Allemagne, en Californie et depuis peu en Chine semblent conforter ces anticipations. En fait elles répondent à la demande croissante de cellules photovoltaïque pour des installations très fortement subventionnées par le système de tarifs d'achat très élevés. En Allemagne, Espagne, Californie, comme en France et en Italie maintenant, on observe une croissance exponentielle des contrats d'achat d'électricité PV par les entreprises électriques soumises à l'obligation de rachat<sup>2</sup>. Ces dispositifs généreux suscitent aussi le développement de projets de centrales au sol à base de PV (dont 22 projets en France), ce qui laisse anticiper une diffusion rapide et multiforme de cette technique dans un proche futur.

---

<sup>1</sup> C'est à tort car il donne à l'investisseur la possibilité de revenus stables et prévisibles pour engager ses projets et que son niveau de 85€/MWh n'est pas si éloigné du prix du marché de gros de l'électricité qui est croissant sous l'effet de la croissance des prix des combustibles et du carbone. Parmi les autres instruments, l'appel d'offres pour des contrats de long terme ne donnerait pas de coûts inférieurs pour atteindre la même cible de capacité ENR, tandis que l'obligation de certificats échangeables ne fait qu'ajouter des risques de marché au risque habituel d'investissement en unité ENR, ce qui entraîne un prix du capital beaucoup plus élevé et des réalisations inférieures à la cible d'installations visées (Finon, 2007)

<sup>2</sup> En juin 2008 36000 demandes étaient déposées, alors que 5200 installations étaient connectées

Toutefois des questions se posent devant la réalité beaucoup moins brillante de la progression de l'innovation photovoltaïque et de son stade réel d'avancement technologique. La filière dominante du PV, les cellules au silicium cristallin, stagne en termes de baisse de coût. Le coût des systèmes au silicium cristallin ne baisse plus depuis 2000 depuis le palier actuel de 4500 €/kWc. Alors que c'est celle qui se diffuse en occupant 92% des parts de marché en 2006 grâce à ces marchés très subventionnés, il y a un risque de voir les filières plus prometteuses de 2<sup>e</sup> génération (les couches minces) victimes de la pénétration et du déploiement artificiel de la technologie moins prometteuse du silicium cristallin.

On se propose ici de reprendre le débat sur les instruments de promotion des énergies renouvelables en production électrique à propos du photovoltaïque. Entre subvention à la R&D, subvention à l'investissement et subvention à la production de type tarifs d'achat, ces instruments doivent être choisis en adéquation avec le niveau de maturité de la technique. Entre *technology push* par la subvention publique de la RD et la subvention à l'investissement lors du stade de démonstration et *demand pull* au stade du déploiement de la technique par la création d'un marché fortement subventionné, l'instrument de soutien doit être défini de façon appropriée en fonction du degré de maturité de la nouvelle technologie. Si on est à un stade éloigné de la maturité, la R&D et la démonstration devrait rester la priorité plutôt que de parier sur les effets de l'apprentissage par le développement des productions en réponse à celui d'un marché très fortement subventionné. On a choisi en France comme dans beaucoup de pays, un instrument, le tarif d'achat, qui est adapté aux technologies au stade de la prématurité commerciale. Cette inadéquation est révélée par le niveau très élevé du tarif d'achat qu'il est nécessaire de définir pour inciter à des installations de cellules PV.

En effet quand on choisit les tarifs d'achat, le pari est fait sur l'effet d'apprentissage et la décroissance du coût en fonction des capacités installées cumulées. Le pari peut devenir très coûteux si on se trompe sur la pente de cette courbe d'apprentissage et si on confond les effets de la RD, les effets d'apprentissage sur lequel on parie et les effets de production en taille industrielle. Il est donc important de comprendre les facteurs de baisse de coût et la place des effets d'apprentissage qui sont spécifiques aux technologies PV pour s'interroger sur la pertinence de l'instrument utilisé.

Pour analyser l'efficacité de la politique par tarifs d'achat très élevés, on procèdera en quatre étapes. Dans un premier temps, on caractérisera la dynamique de progression de la technologie du PV. Dans un second temps on pose les principes du soutien public au développement des technologies ENR et on identifie les types d'instrument à utiliser selon les étapes de leur développement technologique et industriel. Dans un troisième temps on discute le choix du type et du niveau de subventionnement des techniques photovoltaïques. Enfin dans un dernier temps, partant du constat du désintérêt du gouvernement pour le coût de la politique de promotion du PV que reflète le choix du mauvais instrument, on discute de l'intérêt de l'objectif de construire une filière nationale pour un pays parti en retard sur les techniques de première génération

## 1. L'état de diverses trajectoires technologiques dans le PV

Avant de s'interroger sur l'efficacité des différents instruments, on précisera l'état de développement des diverses techniques PV. On observe actuellement une variété de trajectoires naissantes d'où devrait émerger en principe la meilleure d'entre elles en termes économiques. La thèse couramment admise est que ces générations de techniques vont s'enchaîner, ce qui sera discutée plus loin car il y a un risque à voir la technique la moins prometteuse en termes de baisse de coût prendre la grande majorité des marchés potentiels. Cette revue de l'état du développement technologique de chaque filière permet à la fois de caractériser l'état où chacune en est par rapport à ses potentialités et identifier leur besoin de RD supplémentaire pour accompagner leur progression.

### - 1.1. La création de variété technologique avant sélection : les filières du photovoltaïque

L'observation des développements des technologies PV depuis les années 80 donne à voir un schéma classique de processus d'innovation par apprentissage extensif par la variété, « qui implique l'exploration d'un grand nombre de directions possibles, conduit à l'élimination progressive d'un certain nombre de variantes et s'achève avec la sélection du standard » (Foray, 1994). Elle permet en principe de réduire progressivement les incertitudes sur les performances, les coûts et la fiabilité de chaque solution.

Plusieurs techniques PV se font concurrence en jouant de deux caractéristiques : le rendement de transformation et le coût de fabrication et d'installation, pour parvenir à maturité commerciale un jour par l'accès à la compétitivité par rapport aux filières classiques de production électrique. Les filières dont les matériaux permettent d'atteindre de très bon rendement (15 à 30%) -- les techniques au silicium cristallin -- reposent sur des procédés de fabrication plus coûteux et ont des coûts hors modules plus onéreux que les autres filières dits en couches minces -- et vice versa.

Le développement d'une telle variété est nécessaire pour qu'émerge un standard qui puisse rivaliser un jour avec les techniques matures de production électrique centralisée et décentralisée. Dans les schématisations de baisse de coût au cours de processus de déploiement pré-commercial dans la littérature économique appliquée aux politiques énergétique et environnementale, il est courant de s'éloigner du schéma linéaire simplificateur des phases successives de RD, de démonstration et de déploiement, et de considérer deux effets superposés, l'effet de RD et l'effet d'apprentissage :

- *l'amélioration des connaissances scientifiques et technologiques sous l'effet de la RD au cours du processus d'apprentissage.* La RD influence en fait continuellement, tant que le déploiement est contraint par le manque de compétitivité. Elle joue un rôle moteur en complétant le progrès de la technique. De ce point de vue l'existence d'une subvention pérenne autorisant les investisseurs et les constructeurs à dégager des marges satisfaisantes est un moyen de permettre un réinvestissement en RD, ce qu'ont fait dans l'éolien les Danois de Vestas et les Allemands d'Enerkom pour des innovations incrémentales (Menanteau, 2000). Dans le cas du PV on verra que les technologues (par exemple IEA, 2008) considèrent que toutes les techniques PV, même celles de première génération au Si cristallin, ont besoin de progresser encore par des efforts de RD continu, même si on considère ces dernières en phase de déploiement pré-commercial en décidant d'utiliser les tarifs d'achat.
- *l'apprentissage cumulatif en fabriquant et en utilisant.* Cet apprentissage opère par les effets d'expérience et l'introduction des innovations incrémentales pour améliorer les procédés de fabrication, ce que montre les classiques courbes d'apprentissage sur les techniques énergétiques dont on voit la représentation dans les rapports les plus

influent (voir le rapport Stern, 2008 notamment). Dans le cas du PV, il joue à tous les niveaux des procédés de fabrication pour chaque filière. Mais il concerne aussi les autres coûts associés à l'installation des modules (convertisseur, câblage, installation, etc.)<sup>3</sup>. Il concerne également plus en aval l'apprentissage des corps de métier concernés par l'intégration du photovoltaïque dans le bâti<sup>4</sup> et le développement de composants standardisés de la construction.

On doit en fait ajouter un troisième effet, *l'effet des échelles croissantes de fabrication*, car il a son importance, notamment dans la concurrence entre filières d'une même technologie. Il peut contribuer au verrouillage technologique sur la filière qui a bénéficié des premiers efforts dans un nouveau champ technologique, comme cela a été le cas des filières nucléaires (Cowan, 1990). Dans le cas du PV on observe ces sauts pour les filières au silicium cristallin avec l'installation de fabrication de taille importante (voir plus loin)<sup>5</sup>.

La concurrence oppose sur ces bases les technologies PV, mais elles en sont à des stades de développement et d'industrialisation très différents (Menanteau, 2000, Lincot, 2008).

*Les systèmes au silicium cristallin* concentrent actuellement 90% du marché. C'est la première technique à avoir été étudiée pour deux raisons : l'une contingente qui était de profiter de la base de connaissance de l'industrie électronique en matière de silicium pur et des disponibilités de matières premières (les rebuts de l'industrie électronique). La seconde était l'attrait des potentialités d'accès à de bons rendements. Le silicium cristallin est utilisé sous deux formes : le mono-cristallin et le polycristallin. Le premier est celui qui a d'abord été développé. Les systèmes ont de bon rendement (15% avec des perspectives de croissance jusqu'à 25%), mais ils présentent des coûts de fabrication élevés car les procédés doivent opérer en discontinu (procédés d'étirement de lingots et de découpage de plaquette, encapsulage, etc.). Le polycristallin présente des rendements moins bons, mais des possibilités de fabrication moins chères (notamment de procédés en continu).

Le début de passage à des technologies de tirage de rubans à partir de bains fondus (3% encore en 2006) plutôt qu'en lingots ouvre des perspectives de baisse de coût en évitant l'étape de découpe des plaquettes et en passant à l'automatisation.

---

<sup>3</sup> D'autres travaux cherchent à différencier les effets d'apprentissage sur les différentes parties du coût : le coût du module proprement dit qui couvre 60% du coût et celui hors module. Ce dernier comprend l'onduleur, le câblage, la structure de montage, l'installation et la commercialisation des systèmes, etc. Les travaux économétriques (Duke, 2002 notamment) montrent que le learning sur les coûts des modules est un phénomène agissant plutôt à l'échelle de l'industrie mondiale tandis que l'effet d'expérience sur les coûts hors module relève plutôt de l'échelle locale. Lorsque l'effet d'apprentissage joue de façon locale, il diffère d'un pays à l'autre. Comme le montre Duke (2002) sur le cas du Japon, l'effet d'apprentissage sur les coûts hors module au plan local est plus important que l'effet d'expérience sur les modules qui joue au plan global.

<sup>4</sup> Le caractère individuel de la production par photovoltaïque ajoute une autre dimension dans les apprentissages par rapport au processus d'innovation des éoliennes, celui de l'intégration des cellules dans les bâtiments, qui nécessitent la mise en place de véritables « réseaux d'innovation » à l'échelle de l'industrie régionale ou de l'artisanat local dans chaque pays.

<sup>5</sup> La mise en œuvre à un stade industriel peut aussi être associée à des stratégies de contrôle des coûts des inputs par intégration verticale pour se prémunir contre la volatilité du cours des matériaux de base. C'est le cas actuellement du silicium cristallin par rapport à la raréfaction du gisement de départ que constituait les rebuts de fabrication électronique. Certains fabricants cherchent à s'intégrer avec les producteurs de silicium, (comme le fait par exemple EdF Energies Nouvelles en entrant dans le capital Nanosolar aux Etats-Unis et en s'associant avec un producteur de silicium )

**Tableau 1. Potentialité de progression des performances des différentes filières PV**

|                       | Cellules au Si monocristallin | Cellules au Si polycristallin | Couches minces<br>Si-a, CIS, CdTe, Si-nano |
|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------|--|
| Rendements actuels    | 13-15%                        | 12-14%                        | 6-10%                                      |
| Rendements potentiels | 25 %                          | 20%                           | 13-16%                                     |

Source: Données adaptées de tableaux 11.1 et 11.2 in IEA, 2008, p .374,

*Les filières en couches minces* se développent dans deux directions : le silicium amorphe et filières non silicium.

*Le silicium amorphe* possède une possibilité d'absorption des photons plus efficace, ce qui a permis de passer aux couches minces (40-60 microns) sur des supports bon marché et d'utiliser des procédés de fabrication beaucoup moins chers (procédés de dépôt chimique notamment), ce qui compense en partie le moindre rendement des modules (6 à 7%). Etudiée depuis les années 90, cette filière représente seulement 4 % de la production en 2006-2007.

*Les filières non silicium* utilisent des matériaux adaptés à des utilisations en couches minces tout en présentant des promesses de rendement plus élevé. Deux filières se sont imposées progressivement, l'une basées sur le tellure de cadmium (appelée filière CdTe) et l'autre sur les alliages cuivre indium/gallium selenium (appelée filière CIS). Elles permettent d'atteindre des rendements de 8-9% pour les premières et de 11-13% pour les secondes) et la réalisation des couches ultra-minces (10 microns), associées à la possibilité de fabrication de modules de grandes surfaces par des procédés automatisés et sur des matériaux de support bon marché. La séquence de fabrication des modules en couches minces Silicium amorphe, CdTe et CIS est totalement différente de celle des modules classiques au silicium cristallin avec des étapes moins lourdes ou plus prometteuses en baisse de coûts. L'éventail des technologies de production et d'étalement du CIS est ouvert : on teste l'électrolyse au lieu des procédés classiques de dépôt sous vide ; ou bien la sérigraphie ; dans les deux cas, elles sont particulièrement bien adaptées aux grandes surfaces grâce à une tolérance du CIS aux défauts structuraux et chimiques des supports contrairement au silicium. Demeure l'inconnue de leur stabilité à long terme. Ceci dit, parties en retard, les filières non silicium ne couvrent en 2006 que 2% du marché. Toutefois les couches minces peuvent être plus facilement utilisées pour l'intégration des cellules PV dans le bâti, et pourrait bénéficier de l'existence de ce marché plus spécifique pour elles dans le futur, comme on le verra plus loin.

**Tableau 2. Parts de marché actuelles des différentes technologies PV**

| Technologie         | Part de marché                              |
|---------------------|---|
| Silicium cristallin | 91% du marché en 2006                       |
| Couches minces      | 4% pour Si-a<br>3% pour CIS<br>2% pour CdTe |

Source: Lincot (2007) et divers

*La troisième génération* de technologies PV est attendue pour émerger à partir des années 2030 et d'occuper la moitié du marché du PV en 2050 (IEA, 2008) sur deux voies



technologiques. La première est celle des cellules PV à coût très bas mais à rendement faible (10%) de type nanocristallin dont il existe déjà des pilotes au Japon ou de type organique (mais qui présentent d'important problème de stabilité). La seconde voie est celle des cellules à très haute efficacité (30 à 50%) dont la conception utilisera la physique du solide (électrons chauds, trous quantiques) et des nanostructures (IEA, 2008 ; Lindon, 2007). Mais on ne peut pas anticiper de date de maturation technique pour aucune d'entre elles.

## - 1.2. La thèse de l'enchaînement harmonieux des générations de filières PV

Les prospectives de l'AIE (2008) et les « roadmaps » des organismes officiels des différents pays considèrent qu'aucune technologie ne va définitivement dominer les autres dans le futur, avec par exemple une répartition possible du marché par moitié entre le silicium cristallin et les couches minces en 2020. A long terme, lorsque les progressions de coût et de performances du *dominant design* et de ses challengers des couches minces ne progresseront plus, la troisième génération de techniques PV doit émerger soit avec les techniques au rendement très élevé, soit avec les techniques au coût très bas, mais aux performances médiocres. L'IEA (2008) laisse ainsi une place significative à chaque génération de techniques PV dans ses anticipations de coexistence entre les trois générations de techniques PV après 2040.

Dans cette mise en perspective elle considère que le coût du système qui s'établissait selon elle à 4100 €/kWc (6250 \$) en 2006 est en train de baisser vers 3400€/kWc (4400\$) en 2010. A plus long terme les couches minces d'ici 2020 bénéficieront de nouvelles potentialités de baisse de coût et arriveront vers 1500-1700 €/kWc (1900-2200\$/kWc). Dans cette même perspective elle anticipe celle des techniques de 3<sup>e</sup> génération pour parvenir grosso modo au fameux 1000 €/kWc (1300 \$/kWc) vers 2040-2050, niveau considéré comme celui de la parité avec l'électricité du réseau. Ces relais successifs seraient permis par la reproduction sur les années 2010-2050 de l'effet d'apprentissage de 18%-20% observé entre 1985 et 2000 (Neij, 1997 ; Rabl et Van der Zwaan, 2007). (Rappelons que l'effet d'apprentissage se mesure par la baisse des coûts à chaque doublement de capacité).

Ce scénario se discute car il ignore les difficultés rencontrées par les techniques au Si. cristallin les possibilités de lock-in technologique. La progression de la technologie des filières au silicium cristallin s'est ralentie en termes de coût. Les perspectives proclamées par certains industriels propagandistes, selon quoi on atteindrait 1000 €/kWc avant 2015 -- qui est le niveau où la production PV rattachée au réseau serait concurrentielle avec l'électricité en sortie du réseau BT -- sont illusoires.

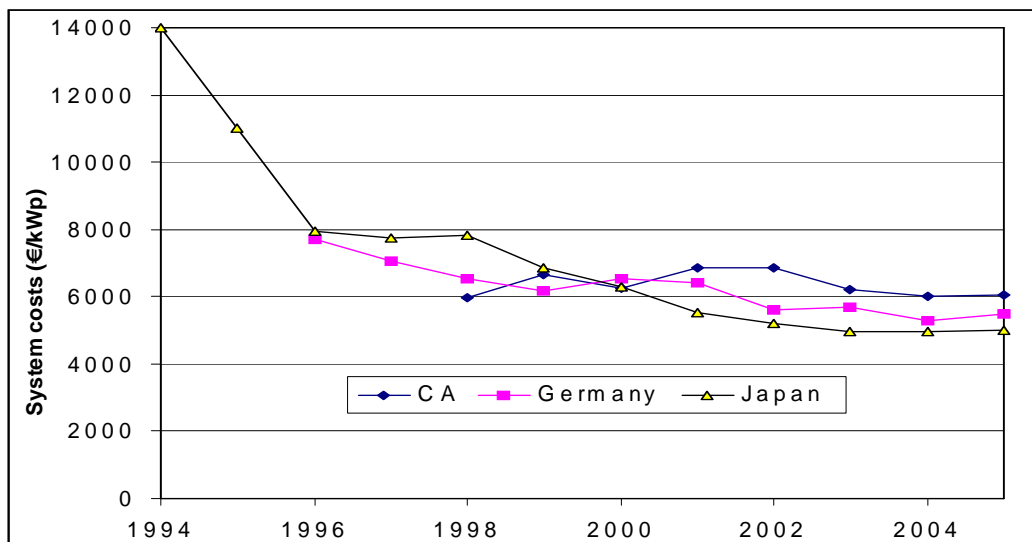
Le ralentissement est visible sur les données rassemblées par Lopez-Polo, Haas et Suna (2007) dans les trois pays leaders (Japon, Allemagne, Etats Unis) (voir figure). Il se retrouve dans l'étude de Papineau (2006) à partir de données sur l'Allemagne, la Suisse et les Etats unis entre 1992 et 2000 avec un taux de 3 à 17%, avec toutefois un effet supérieur de 12 à 17 % en Allemagne. Depuis 2004 la hausse des coûts des matériaux du fait de la pénurie de silicium pur résultant de l'insuffisance du gisement des rebuts de l'industrie électronique a entretenu une certaine hausse des coûts<sup>6</sup>. Ce ralentissement de la baisse des coûts intervient alors que cette technologie n'a pas encore atteint le stade de maturité, ce qui pose une véritable interrogation car, comme l'histoire des techniques le montre, au même stade les baisses de

---

<sup>6</sup> On ajoutera, mais ce n'est pas le même problème, que depuis 2004, les prix qui sont en hausse se sont aussi détachés des coûts qui ne baissaient plus. Ils ont crû du fait de l'augmentation de la demande en Allemagne, au Japon, en Californie et dans les pays européens adoptant des dispositifs très généreux (Espagne, Italie, France, etc.)

coût s'accroissent au stade du déploiement précommercial où les politiques supposent que se situe la technique dominante du PV (Ayres et Martinas, 1992).

**Figure 1. Courbe de baisse de coût des techniques PV au Si cristallin dans les trois pays leaders**



Source. Lopez-Polo et al, 2007

Les techniques « couches minces » seraient susceptibles de prendre le relais, à condition qu'elles puissent se déployer suffisamment et que le Si. Cristallin développé commercialement plus vite ne lui ferme pas les débouchés qui seraient nécessaires pour ce faire. Les potentialités de progrès des coûts sont plus importantes que sur le silicium cristallin si on considère l'ensemble de leurs caractéristiques, notamment la possibilité de fabrication en continu, l'usage très contrôlable de matériau, l'emploi de supports peu sophistiqués, une intégration potentiellement meilleure dans les matériaux de construction standardisables. La proportion du coût hors module dans un système à couches minces est 25-30% au lieu de 40% pour le silicium cristallin. Elles doivent néanmoins faire l'objet d'efforts de R&D pour augmenter leur rendement de 6-10% vers 12-15% (IEA, 2008), développer des structures multi-jonctions de matériau et limiter le recours à des matériaux critiques.

Le relais pourrait en effet se compliquer par deux facteurs. D'une part les couches minces de CIS et de CdTe peuvent se heurter à des contraintes de ressources de tellurium ou d'indium. D'autre part la toxicité de certains matériaux pourrait aussi être un paramètre de sélection des technologies. Les perspectives de réduction des coûts de fabrication des filières en couches minces n'en demeurent pas moins élevées.

Quoi qu'il en soit, il ressort de ce survol l'importance du besoin de R&D à poursuivre sur toutes les filières, même sur le Si cristallin sur la conception (multijonction) et le passage en couches minces que l'IEA considère comme possible pour 2020.

## 2. Le soutien public au développement et au déploiement des innovations ENR

Le soutien à une nouvelle technologie ENR se justifie en théorie économique par les défaillances de marché. En dehors des défauts possibles d'internalisation des coûts environnementaux des technologies de production électrique, la première est propre aux technologies qui sont à un stade initial de développement et d'expérimentation et nécessitent des efforts de RD et de démonstration importants, compte tenu du caractère de bien public des

connaissances scientifiques et technologiques. La seconde est propre aux barrières à l'entrée de toute innovation dans un espace technologique occupé. La troisième est propre aux effets industrialisants de la diffusion d'une innovation émanant de l'industrie nationale. Quand un pays est bien placé au départ dans la compétition technologique, il y a un véritable intérêt à accélérer la dynamique d'apprentissage en amplifiant les débouchés par une politique de *demand pull* par subvention à l'adoption.

En fonction de ces justifications à chaque étape du développement de la technique, les instruments d'appui devront être adaptés au niveau de développement de la technique.

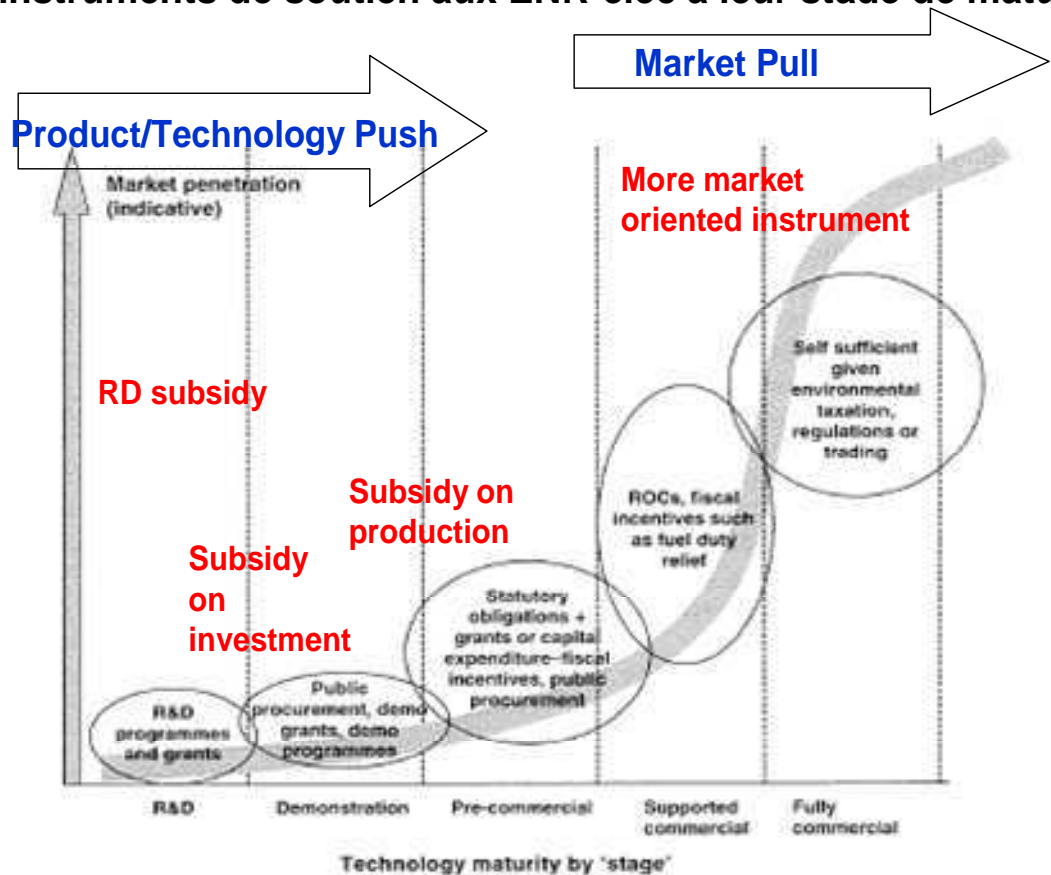
### - **2.1. L'adéquation des instruments au stade de développement de l'innovation**

Pour identifier le type de soutien le mieux adapté à chaque stade de développement d'une technologie ENR, on se réfère pour simplifier au modèle linéaire de l'innovation en plusieurs étapes depuis l'invention, la RD appliquée, la démonstration, la diffusion pré-commerciale et à la diffusion commerciale. Dans cette même logique, on peut se référer aussi à la représentation traditionnelle du processus de développement technologique et de diffusion par une courbe logistique en S sur laquelle le décollage de la technologie commence doucement pour s'accélérer sous l'effet des rendements croissants d'adoption et des baisses de coûts et de prix pour se ralentir à l'approche de la saturation du marché. Les instruments de soutien sont adaptés à chaque stade.

La **phase de R&D** qui porte sur le développement des savoirs scientifiques et technologiques dans laquelle interviennent les laboratoires publics et les partenariats public-privé. Le développement est de nature et d'ampleur très différentes d'une technologie ENR à une autre, comme on peut l'imaginer entre l'éolien qui recourt aux techniques améliorées de l'électromécanique et de l'aéronautique, et le PV qui doit recourir aux connaissances les plus nouvelles et les plus en pointe en photoélectronique.

La **phase de démonstration** se caractérise par la réalisation de quelques unités prototypes de taille croissante jusqu'à la réalisation de prototype de taille commerciale lorsqu'il s'agit de techniques de grande taille (ce qui est le cas par exemple des centrales solaires à cycle thermodynamique). Dans le cas du PV où les installations sont de taille réduite (3 à 100kW) et fréquemment d'usage individuel, la phase de démonstration est marquée par la construction d'un marché-niche par des aides importantes accordées aux utilisateurs pour permettre aux innovateurs de développer des procédés de fabrication pour des unités de taille industrielle autour des filières dominantes. C'était l'objectif des programmes dits 10 000 ou 100 000 toits photovoltaïques du Japon, de l'Allemagne dans les années quatre vingt-dix et actuellement du Royaume Uni. Cette phase est financée par des subventions à l'investissement, surtout quand la technologie ENR est très capitalistique et se heurte aux contraintes d'accès au financement des adopteurs. C'est grâce à cette création de marché que de petites entreprises peuvent se constituer au cours de cette phase.

**Figure 2. Le schéma classique d'adéquation des instruments de soutien aux ENR-elec à leur stade de maturité**



Source . Foxon et al., Energy Policy,32 , 2005

La **phase de déploiement pré-commercial** est l'étape où se développent les apprentissages *by doing* et *by using* et où les usines de fabrication peuvent passer à une échelle supérieure de production. Cette période est donc dominée par le développement des savoir-faire industriels et leur diffusion. Elle s'accompagne de l'ajustement des règles institutionnelles pour faciliter la diffusion de la technologie<sup>7</sup>. Les investissements des fabricants comme ceux des utilisateurs des nouvelles technologies sont particulièrement risqués à ce stade. Des acteurs plus grands entrent au côté des petits innovateurs. Si l'industrie locale a démarré en retard du fait de supports plus timides que dans les autres pays, on peut imaginer des importations de technologie par achat de licences et une éventuelle entrée d'industriels locaux sur le marché par des innovations mineures.

L'Etat à ce stade organise la création de marchés à plus grande échelle pour générer une demande d'ampleur et enclencher la dynamique d'effets cumulatifs. Deux voies sont possibles. Soit une subvention à l'investissement des utilisateurs de technologie est directement accordée. Soit une subvention à la production par un dispositif garantissant les

<sup>7</sup> L'Etat doit ajuster les réglementations et les procédures d'autorisation pour limiter les obstacles administratifs, comme dans le cas de l'éolien ou l'adaptation de règlements d'urbanisme et du droit des propriétés dans le cas du photovoltaïque.

revenus des nouveaux équipements pendant une grande partie de leur durée de vie. C'est l'esprit des tarifs d'achat garantis sur 15-20 ans<sup>8</sup>.

Le choix entre *subvention à l'investissement* et *subvention à la production* doit dépendre des caractéristiques de coût de la technique innovante, de la taille financière des adopteurs et du stade de développement de la technique.

- La *subvention à l'investissement* est nécessaire dans tous les cas au stade de la démonstration. Lorsque la structure de coûts de la technique est dominée par les coûts d'investissement (*upfront costs*), elle est aussi nécessaire en début de déploiement pré-commercial pour les techniques à fort coût d'investissement comme le PV et l'éolien et quand les adopteurs sont de petits acteurs. Elle peut prendre différentes formes : subventions directe, bonification d'emprunts, crédit d'impôts, etc. Mais la subvention à l'investissement présente des défauts en phase de prématurité. L'aide à l'investissement n'encourage pas les utilisateurs à rechercher le meilleur équipement en performance, ce qui ne contribue pas à une sélection rapide des fabricants les plus fiables. Elle n'incite pas non plus à l'entretien des équipements et peut conduire à arrêter l'équipement à la première difficulté importante dès lors qu'il est amorti<sup>9</sup>.
- La *subvention à la production* devient un dispositif plus efficient au stade de la prématurité. Elle incite à rechercher de bonnes performances car l'investisseur en unité ENR reçoit un paiement sur la durée de vie de l'unité en relation directe avec sa production. Elle contribue au recouvrement de l'investissement et à la rémunération du capital, mais, ne le faisant qu'ex post, elle ne présente pas les inconvénients de la première. Elle incite aussi l'investisseur à choisir une technologie performante parmi celles proposées sur le marché et à procéder à l'entretien de l'équipement nécessaire, pour avoir la meilleure performance.
- Les *contrats à prix garantis sélectionnés par appel d'offres* ou par enchères sur la base des prix offerts constituent une variante du dispositif du tarif d'achat garanti. Cette variante présente une incitation à serrer les prix demandés, mais ne garantit pas forcément que ces prix seront inférieurs à des tarifs d'achat établis aussi de telle sorte qu'ils garantissent la rentabilité des projets sur des technologies encore dans l'enfance.

On notera que les coûts des dispositifs sont payés par le budget de l'Etat dans le cas des subventions d'investissement, tandis que le coût des subventions à la production sont généralement payés par l'ensemble des consommateurs, via une taxe sur l'ensemble des kWh transportés.

## **- 2.2. Les difficultés de séparer les étapes du développement technologique des filières PV**

---

<sup>8</sup> Le dispositif concurrent des obligations de certificats verts échangeables imposés aux fournisseurs en concurrence (auquel plusieurs pays et la Commission européenne sont favorables) se situe bien dans le même esprit en apportant un revenu complémentaire aux investisseurs en ENR électriques qui sont supposés vendre normalement l'électricité et les certificats sur des marchés respectifs, mais ce revenu est très variable et incertain par rapport au tarif d'achat garanti. Il repose sur une obligation de certificats verts imposée aux fournisseurs d'énergie censés représenter les consommateurs.

<sup>9</sup> On notera également que le dispositif de subventions à l'investissement (ou le crédit d'impôt à l'investissement) est aussi exposé au défaut de « stop and go » de telles politiques qui dépendent de la conjoncture économique et électorale. C'est ce qu'on observe dans le cas des politiques de subvention directe à l'éolien aux Etats-Unis dans les années 80s.

Mais il existe une difficulté pour définir l'instrument et le niveau de la subvention lorsque les frontières entre les différentes étapes ne sont pas claires. C'est le cas pour les techniques ENR mais pour des raisons différentes.

Alors que pour certains, le progrès des techniques s'effectue plutôt par *learning by doing* et *by using* comme dans l'éolien, pour d'autres comme les filières PV, les frontières entre étapes n'existent pas. Le progrès des connaissances scientifiques, des savoir-faire technologiques et les effets de taille des fabrications industrielles sont étroitement mêlés à chaque étape de progression de la technologie. Le besoin de R&D reste très important actuellement pour les techniques en concurrence, que ce soit les couches minces et le Si cristallin alors qu'on les traite comme des techniques proches du stade commercial. De plus contrairement aux autres technologies ENR où il y a généralement une technique qui s'affirme rapidement comme *dominant design*, la trajectoire technologique du PV n'est pas encore bien établie car plusieurs filières sont en compétition, mais à des stades de développement différents.

On est face à un éventail de filières PV qui ont toutes besoin de RD alors qu'interfèrent les baisses de coût par les apprentissages et par le passage à des échelles de fabrication supérieures. Le risque est de sous-estimer le besoin de nouvelles connaissances scientifiques sur la filière dominante. L'erreur est de traiter aussi les autres filières qui sont encore dans l'enfance industrielle par le même régime de subventions et le même niveau d'appui.

### **3. Le choix du type de subventionnement et de son niveau pour les techniques PV**

Le type d'instrument choisi doit être défini par rapport aux caractères de la technologie (taille, production à l'échelle individuelle ou industrielle, part du coût initial dans la structure de coût) et du stade de progression que reflètent le niveau de coût et les incertitudes sur les performances. A côté du financement public de la RD qui peut jouer un rôle crucial dans la mise au point de nouvelles techniques PV, les politiques de promotion du PV se sont appuyées sur les subventions à l'investissement dans le cadre des programmes 10/100 000 toits photovoltaïque jusque vers 2000. Elles se focalisent depuis sur la création de marché et s'appuient sur deux types d'instruments : les subventions à la production sur lesquelles se situent presque tous les pays à l'heure actuelle sous forme de tarifs d'achat ou de *net metering*<sup>10</sup>, et des subventions à l'investissement sur lesquelles se situe la Californie. Les tarifs d'achat sont dissociés selon le type d'application (cellules en châssis indépendant, cellules intégrées dans le bâti, centrales au sol, etc.) et la taille de l'équipement (au-dessus ou en dessous d'un nombre de kWc).

Comme les coûts des systèmes PV sont très loin d'approcher des seuils de compétitivité par rapport aux technologies de production électrique en place, le niveau de subventions à la production doit être extrêmement élevé si l'on adopte un dispositif de subvention à la production. Les tarifs d'achat adoptés ici et là sont cinq à neuf fois supérieurs au prix du marché de gros selon l'installation de PV.

---

<sup>10</sup> Il y a aussi la voie des revenus qu'assure le dispositif d'obligation de certificats verts (CV) échangeables dans les pays qui ont adopté ce dispositif. Dans le système des CV adoptés en Grande Bretagne, en Belgique et au Japon, il existe ainsi la possibilité de tirer des revenus de la vente de certificats verts à des acheteurs obligés que sont les fournisseurs d'électricité, avec un comptage des certificats pour le kWh du PV démultiplié par un coefficient d'équivalence élevé avec les certificats sur les autres kWh d'énergies renouvelables.

**Tableau 3. Les politiques d'aide en phase de déploiement précommercial en 2008**

|   | France   | Allemagne   | Espagne  | Japon  | Californie  |
|---|--|---|--|--|---|
| Type d'aide                                       | Subvention à la production   | Subvention à la production  | Subvention à la production   | Achat de certificats verts de productionPV & Net metering      | Subvention à l'investissement & Net metering                              |
| Niveau de l'aide                                  | 31 c€/kWh*<br><br>55 c€/kWh intégré au bâti<br>(45c€/kWh pour bâti prof.)  | 49,2 c€/kWh pour <30 kW<br><br>54,21c€/kWh intégré au bâti  | 34 c€/kWh si < 20kW<br><br>32 c€/kWh si >20 kW   | Net metering équivalent à 25 c€/kWh                            | 2500\$/kW si <100kWc<br><br>39c\$/kWh si >100kWc<br>-----<br>Net metering |
| Durée de l'aide par installation                  | Constant et sur 20 ans   | Constant et sur 20 ans  | Constant et sur 20 ans   | Durée du dispositif des certificats                            | >100 kWc<br>5 ans   |
| Autres types de dispositif d'aide à la production | Appel d'offres pour contrats de 20 ans (centrales au sol)  |   |  |  |   |
| Autres appuis                                     | 1. Crédit d'impôt :<br>50% du coût du matériel (i.e. 50% de 65% du coût d'inv.)<br>2.TVA allégée à 5,5% (ou nulle pour <3kW)<br>3.Bonification de 2% en région | 1. Bonification du taux d'intérêt nominal de 3,9 à 4,4%**<br>2. Subventions à l'investissement des länder | 1. Bonification de taux d'intérêt<br><br>2. Subventions à l'investissement des régions | Maintien de subvention à l'investissement dans non résidentiel | Crédit d'impôt fédéral  |

\*40 c€/kWh dans les DOM

\*\* Programme de 2005 Solarstromerzeugen

Enfin, étant donné l'enchevêtrement des étapes de progression des filières PV, on peut observer que les gouvernements utilisent plusieurs instruments à la fois en ajoutant aux subventions à la production des aides à l'investissement : subvention directe, bonification d'emprunts, crédit d'impôt, etc. sans s'interroger sur l'efficacité de cet empilement d'aides et leur cohérence. Seule la Californie reste sur des instruments de subvention à l'investissement en cohérence avec le niveau d'avancement de la filière.

On examinera l'adéquation des instruments au niveau de progression technologique des filières en discutant du choix des tarifs d'achat effectué par plusieurs pays dont la France, et ce sous trois angles

- La première question porte sur la conception des tarifs d'achat eux-mêmes -- niveau, durée des contrats, décroissance -- en admettant que ce soit cet instrument qui doit être choisi. Un autre problème porte sur l'absence de dissociation de l'aide entre les différentes filières PV. Cette absence ne peut elle pas avoir des effets négatifs sur la progression des filières challengers ? Ne risque-t'on pas de contribuer au verrouillage technologique sur la trajectoire du Si cristallin qui se dessine au plan mondial ?

- La seconde question oppose les partisans du retour à des subventions à la R&D et ceux voulant consolider le *demand pull* par des tarifs d'achat très élevés.
- La troisième question porte sur l'inefficience sociale des tarifs d'achat. Les défauts de ces tarifs d'achat généreux ne devraient-ils pas conduire à revenir à des combinaisons de subventions à l'investissement et à la R&D mieux adaptées au stade de maturité technologique du PV.

### 3.1. La conception nécessairement dispendieuse des tarifs d'achat

Précisons d'abord que dans le cas du PV, la subvention à la production la subvention à la production peut s'effectuer sous deux formes : le comptage inversé (*net metering*) et les tarifs d'achat.

Le *net metering* est généralement la subvention qui demeure quand on enlève toutes les autres subventions. C'est une subvention car elle revient à faire bénéficier le producteur individuel d'un tarif de rachat au niveau du prix d'un kWh BT ou MT (environ 125 €/MWh en France, 250 € au Japon), en faisant comme si la production d'un kWh PV est revendu au réseau et permettait d'économiser tous les coûts en réseau de distribution, de transport et en équipement de production centralisé en ignorant les coûts enfouis. Ce n'est pas du tout le cas de la distribution, activité à large coût fixe « enfoui » avec des réseaux bien développés et performants, faute de stockabilité de l'électricité. Ce n'est pas non plus le cas pour le transport et l'investissement en production, sauf comme le montrent Borenstein (2008) et Kahn (2008) à partir d'une certaine échelle de production photovoltaïque bien répartie sur le territoire d'un opérateur de système, notamment dans les régions à fort ensoleillement où il y a une corrélation entre les usages de climatisation et la production PV. C'est donc une forme de subvention simple à mettre en œuvre.

Le *tarif d'achat* est accordé de façon générale pour une durée longue pour toute nouvelle installation en énergies renouvelables. Il présente donc cette qualité de signal stable propre aux tarifs d'achat et qui est propice à l'engagement d'investissement en équipement capitalistique par rapport à d'autres dispositifs comme l'obligation de certificats échangeables qui n'offre pas de revenus sûrs. La conception générale d'un tarif d'achat présente les caractères suivants :

- Les différents tarifs sont en principe calculés de sorte que les adopteurs potentiels soient incités à investir car ils offrent des temps de retour normaux et des taux de rentabilité corrects.
- Ils sont différenciés selon les tailles de projet et les cibles (système sur châssis, intégration au bâti, centrales au sol, etc.) pour tenir compte des différences d'effet de taille et de maturité du système. Le tarif est ainsi plus élevé pour le PV intégré au bâti, du fait des innovations et des apprentissages nécessaires à faire sur les matériaux et les composants des cellules intégrées au bâti.
- Enfin pour répondre à l'objection de laisser aux adopteurs de l'année  $n$  une rente par rapport aux adopteurs de l'année 1 du fait de la diminution des coûts par l'effet des apprentissages, les tarifs d'achat décroissent entre les nouveaux contrats de deux années successives.

Un défaut de ce dispositif est son exposition au risque de « capture du régulateur ». L'influence des groupes d'intérêts et des industriels qui veulent se développer dans ce domaine technologique se remarque sur tous les caractères du dispositif : le niveau, la durée,



l'évolution séquentielle du prix pendant un contrat, la baisse de prix entre nouveaux contrats d'une année sur l'autre<sup>11</sup> :

- la longueur de la période d'attribution qui est de 20 ans au lieu de 10 à 15 ans pour les autres ENR, comme l'éolien,
- la non-dégressivité sur la durée de chaque contrat en Allemagne, en France, en Espagne et en Italie, alors que pour l'éolien il y a le plus souvent une baisse de 100% au bout de 10 ans ;
- l'absence de dégressivité en France sur les nouveaux contrats d'une année sur l'autre depuis le décret de 2005, alors que le tarif allemand prévoit une baisse de 5 % par an, avec une accélération récente à 8 % pour 2008 et 2009 ;

Le dispositif de l'appel d'offres pour des centrales au sol qui conduira à des contrats d'achat sur 20 ans aux prix offerts aboutira nécessairement à des prix voisins de ce qui est considéré comme nécessaire pour aboutir à des taux de rentabilité corrects aux yeux des prêteurs. En l'état des choses, un prix offert de 31 €/MWh est à peine suffisant pour y parvenir.

Enfin les tarifs d'achat sont partout combinés à des aides importantes à l'investissement (crédit d'impôts, allègement de TVA, subventions directes à l'investissement et prêts bonifiés de 2% par les régions, etc.) de façon plus importante que pour les autres ENR électriques.

Le niveau de la subvention et sa durée posent à la fois un problème redistributif en créant une rente indue qui est financée par tous les consommateurs d'électricité, un problème de coût général de la politique et un problème d'efficience de long terme en risquant de provoquer un *lock-in* sur les filières au Si cristallin. Quel type de solution à ces problèmes en dehors de l'abandon du tarif d'achat que l'on considère dans une seconde étape?

#### - 3.1.1. *Le problème redistributif*

Les tarifs d'achat de 35 c/kWh avec les aides d'investissement conduisent à un temps de retour sur investissement d'environ 13,5 ans pour des équipements PV à 3500 €/kWc et un temps d'ensoleillement de 1200 h par an comme dans le cas français (voir tableau 4). Avec les revenus stables assurés sur les 20 ans, le taux de rentabilité interne du capital engagé sur le projet est de 8,3 % sans crédit d'impôts et de 14,5% avec crédit d'impôts. La suppression des aides à l'investissement pour ne maintenir que le tarif d'achat conduirait à un temps de retour de 19 ans en conformité avec la durée de l'engagement du tarif de 20 ans avec le tarif à 31 c/kWh.

Avec le tarif à 56 c/kWh pour un même investissement de 3500€/kW, le temps de retour de 7 ans et le taux de rentabilité interne de 14% sans crédit d'impôt sont déjà très attractifs. L'adjonction du crédit d'impôt place le temps de retour à 5 ans et le taux de rentabilité interne à 20%. On nuancera cependant ces résultats en soulignant le fait que les installations avec cellules avec intégration dans le bâti coûtent souvent plus cher.

Les niveaux actuels des tarifs d'achat pour une nouvelle installation assure donc des flux de revenus nets très importants après la période de recouvrement de l'investissement. Le propriétaire de PV va bénéficier au bout d'une dizaine d'années (13,5 ans dans le premier cas avec crédit d'impôts, beaucoup moins dans le second cas) de façon automatique d'un revenu sans dépense qui, ramené en valeur actuelle, conduit à des taux de rentabilité élevés. Cette perspective de rentabilité est sans doute une incitation efficace à s'équiper de PV ou à installer

---

<sup>11</sup>On peut citer l'exemple actuel des promoteurs de centrales au sol dans les zones ensoleillées du sud de la France qui ont engagé leurs investissements sur la base du tarifs d'achat de 31 c€/kWh, et qui n'en réclament pas moins un relèvement du tarif à 44 c€/MWh parce que selon eux, le tarif serait peu incitatif en permettant des temps de retour trop longs. L'effet de taille d'un équipement de MW ne jouerait donc pas si on écoutait ces industriels. Voir Le Figaro, 22 octobre 2008, p. 8.

et exploiter une centrale au sol quand on a les capitaux nécessaires ou un accès facile à l'emprunt. C'est aussi une incitation à l'entrée pour les opérateurs qui installeraient, financeraient et possèderaient les installations des particuliers dans le cadre de modèles d'affaires innovants.

Notons en particulier que l'absence de décroissance annuelle du tarif entre nouveaux contrats renforcera la rente des adopteurs de cette technologie dans le futur si les coûts baissent dans les prochaines années.

**Tableau 4. Bilan financier d'une unité PV à 3500 €/kW en France  
(avec mesure de suppression de la TVA ou TVA à 5,5%)**

|                                    |  |   |
|------------------------------------|--|---|
| Ensemble d'aides                   | Tarifs d'achat sur 20 ans : 31 c/kWh<br>Crédits d'impôts 50%   | Tarifs d'achat sur 20ans : 56 c/kWh (intégration dans le bâti)<br>Crédit d'impôts 50% |
| Valeur actuelle nette              | sans crédit d'impôt : 180 €/kW<br>avec crédit d'impôt : 1320   | sans crédit d'impôt : 730 €/kW<br>avec crédit d'impôt : 1840                          |
| Temps de retour sur investissement | sans crédit d'impôt : 19 ans<br>avec crédit d'impôt : 13,5 ans | sans crédit d'impôt : 7 ans<br>avec crédit d'impôt : 5,2 ans                          |
| Taux de rentabilité interne*       | sans crédit d'impôt : 8,3%<br>avec crédit d'impôt : 14,5%      | sans crédit d'impôt : 14%<br>avec crédit d'impôt : 20%                                |

\*Le taux de rentabilité interne est le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette

Hypothèses de calcul : Ensoleillement sur 1200 heures en France. Hypothèse de financement : emprunts à 80%, taux d'intérêt nominal à 7%, taux de rendement sur fonds propres recherché de 12%, taux moyen de rendement du capital de 8%. Hypothèse de dépenses : remplacement de l'onduleur au bout de 8 ans pour une dépense de 1000€ pour une installation de 3 kW. Hypothèse sur le crédit d'impôt de 50% : il porte sur les dépenses de matériel qui correspondent à 65% du coût total

Ces défauts peuvent déjà être rectifiés en prévoyant la décroissance du tarif pour chaque projet, la dégressivité annuelle du tarif d'achat pour les nouveaux contrats, ou bien plus radicalement le raccourcissement du paiement à cinq ans.

- La dégressivité du tarif d'achat pour une installation doit être rapide pour le ramener vers un niveau précis. La pérennité du tarif de départ pour chaque projet devrait n'être assurée que le temps de recouvrer l'investissement, pour tomber au bout de 7 ans au niveau du revenu du *net metering*.
- La programmation de la baisse du tarif d'achat entre nouvelles installations à des rythmes aussi élevés qu'en Allemagne où elle est de 8% actuellement permettrait de réaligner l'appui au PV sur le niveau des tarifs d'achat éolien<sup>12</sup>.
- Une troisième possibilité serait l'adoption du système californien des subventions à l'investissement de type « performance-based » avec un paiement étalé seulement sur une période courte de cinq ans par kWh produit revenant à une aide de 2000 €/kWc, ce qui évite clairement de perpétuer les rentes après le recouvrement des coûts d'investissement

**Tableau 5. Comparaison de l'évolution des aides pour les nouvelles installations**

|  | France | Allemagne | Japon | Californie |
|--|--------|-----------|-------|------------|
|--|--------|-----------|-------|------------|

<sup>12</sup> La dégressivité proposée par le ComOP ENR de 5% est insuffisante de ce point de vue.

| Durée de l'aide par installation                      | Constant sur 20 ans   | Constant sur 20 ans  | Durée du dispositif des certificats | 5 ans   |
|---|---|--|-------------------------------------|---|
| Taux de décroissance annuelle entre nouveaux contrats | Avant 200, dégressivité de 5% par an<br><br>Depuis 2006, dégressivité abandonnée. | Dégressivité de 8%, puis 5% par an<br><br>Dégressivité de 6.5% pour les systèmes intégrés au bâti.<br><br>Vers la parité-réseau (25 €/MWh) en 2015 |                                     | Dégressivité de 10% à partir d'une certaine capacité cumulée<br><br>Limite de dégressivité pour les >100kW : 30\$/MWh |

Note : L'Espagne a aussi un système de tarifs d'achat qui est non dégressif sur les nouveaux contrats

### - 3.1.2. Le problème du contrôle du coût de la politique par tarifs d'achat

Le contrôle du coût de la politique de promotion d'une ENR basée sur le tarif d'achat est une difficulté classique des politiques d'environnement basées sur un « instrument-prix » (ici les tarifs d'achat) plutôt qu'un « instrument-quantité » (ce qu'est une obligation de certificats verts mise sur les fournisseurs) en situation d'incertitude sur la fonction de coût et de dommages évités (Menanteau & Finon, 2005). L'instrument-prix ne garantit pas d'atteindre l'objectif visé sans par défaut soit par excès, tandis que l'instrument quantité peut se révéler très coûteux si les coûts sont beaucoup plus élevés que prévu.

Mais ici le problème de l'instrument-prix est moins celui d'un tarif trop peu élevé qui ne permet pas d'atteindre la cible de capacité visée par l'Etat que celui d'un tarif trop élevé qui attirent de nombreux adopteurs attirés par les taux de rendement élevés à investir, ce qui entraîne un gonflement du coût du mécanisme et l'engagement de subventions cumulées considérables à verser annuellement.

De ce point de vue, le succès spectaculaire des incitations en Allemagne qui démontre le doublement de la capacité en place chaque année de 2000 à 2005, suivi d'une croissance de 50% par an en 2006 et 2007 pour aboutir à une capacité de 3400 MW, invite à se poser la question du coût total de l'engagement. La croissance de 1000MW en 2007 entraîne par exemple un engagement de 600 millions d'€ à payer aux nouveaux adopteurs de PV pendant 20 ans. Frondel et al.(2008) calculent que, si l'Allemagne avait arrêté en 2008 le dispositif du tarif d'achat pour les nouvelles installations PV, le coût net par an de l'engagement (après soustraction du prix de gros de l'électricité) aurait été de 2,5 milliards avant de décroître progressivement pour s'annuler en 2030. Le coût cumulé net aurait été de 30,8 milliards d'€. Si le dispositif n'est arrêté qu'en 2010, le coût cumulé net sera de 64,2 milliards au rythme actuel de croissance, avec environ 7200 MW installés en PV en 2010.

Une première solution en cas d'un trop plein de contrats PV est de limiter les capacités installées bénéficiant du tarif. Le gouvernement espagnol a décidé ainsi en 2008 de limiter la capacité bénéficiant du tarif d'achat au niveau de 44c/kWh à une capacité nouvelle installée de 380 MWc/an (avec 100MWc sur systèmes au sol, 300 MW sur systèmes sur bâtiment). L'autre solution est de baliser l'évolution du dispositif par des révisions régulières et programmées des tarifs d'achat en fonction des capacités installées, sachant que l'objectif du *demand pull* par ces tarifs très élevés est bien de provoquer les effets cumulatifs d'apprentissage par la taille du marché. S'ils ne sont pas au rendez-vous, ce qui est probable, autant en prendre acte et changer d'instruments pour revenir à l'effort de RD et de démonstration.

### - 3.1.3. Le risque de verrouillage technologique sur les filières au Si cristallin par la politique de tarifs d'achat très élevés

Les filières au Si cristallin présentent moins de promesses de baisse de coût que les filières couches minces. Il y a risque que les apprentissages cumulés sur le Si cristallin dans le monde et en France ne permettent pas de baisser suffisamment les coûts de la filière dominante au voisinage des prix de revient de la fourniture électrique centralisée rendue aux consommateurs. Or les dispositifs de tarifs d'achat tirent de façon identique les filières aux Si cristallin et les autres.

Les dispositifs de support reposent sur le pari que les baisses de coût par les apprentissages cumulés et le passage à des productions de taille industrielle vont permettre indistinctement aux filières PV d'arriver à parité avec l'électricité du réseau. Mais du fait du stade d'avancement différent, du fait aussi de l'enchevêtrement des facteurs de baisse de coût (effort continu de RD, effet d'apprentissage, effet de taille des fabrications), la justification de la subvention par les gains espérés d'une baisse de coût par les apprentissages cumulés conduit à une politique inadaptée car elle ne distingue pas les technologies PV concurrentes selon leur niveau de maturité.

Les effets combinés de l'accumulation de savoir-faire par l'expérience et de l'augmentation de taille des usines que permet la croissance des marchés tirés par des subventions élevés sont en train de provoquer un début de *lock-in* sur le silicium cristallin<sup>13</sup>, car le développement du marché ne s'effectue qu'en faveur du Si. cristallin jusqu'ici avec 92 % de parts de marché en 2006 (voir tableau 1).

**Tableau 6: Croissance de taille des lignes de production selon les filières (en MWc/an)**

|                     | 1995 -2005        | 2006-2010                        | Après 2010       |
|---------------------|-------------------|----------------------------------|------------------|
| Silicium cristallin | 20-30 MWc         | 400 MWc                          | 1000 MWc*        |
| Couches minces      | 15 MWc après 2000 | 15-100 MWc<br>(Japon, Allemagne) | 400-600 MWc/an** |

\*Annonces de construction au Japon, en Chine, aux Etats-Unis et en Allemagne

\*\* Annonce de Nanosolar avec CIS en Californie et en Allemagne

Source: Lincot (2007) et divers

Différents éléments laissent penser que le silicium cristallin va renforcer ses avantages par cette industrialisation sans que les couches minces puissent se déployer suffisamment pour démontrer leurs qualités et leur potentiel de baisse de coût. Il y aurait en effet des progrès à attendre au niveau des coûts de fabrication des cellules SiC (IEA, 2008, Lincot 2007) sur les procédés de fabrication : montage de lignes de production automatisées sur le procédé discontinu en lingots sur des productions de 400 MWc au lieu de 20 à 30 MWc (actuellement

<sup>13</sup> Cowan (1996) apporte une définition du *lock-in* en ces termes: 'Lock-in refers to the fact that inferior (in some relevant sense) technologies may be repeatedly selected in place of superior (in some sense) technologies. Incumbent but inferior technologies may face inherent advantages because they have benefited from (sometimes long) trajectories or paths of development. Understanding the sources of lock-in, and understanding how it may be overcome, appears to be central in understanding transition paths to cleaner energy technologies' (Cowan, 1996).

95% des procédés sur le Si-cristallin sont en discontinu en 2008), passage au procédé en continu de tirage de rubans qui conduit à une meilleure utilisation de la matière première. La progression du silicium cristallin pourrait même inclure, comme déjà indiqué, le passage aux couches minces (réservé jusqu'ici au seul Si amorphe) à partir d'une progression des procédés d'étalement, et donc avec des promesses de combinaison idéale des bons rendements d'un silicium cristallin et des baisses de coût des procédés en couches minces (IEA, 2008, p. 371).

Il est difficile de situer le niveau auquel les filières au Si cristallin pourrait stagner en termes de coût, mais il est aussi difficile d'apprécier les chances de progression des challengers « couches minces » parce que leurs débouchés potentiels qui leur permettraient de bénéficier des effets d'apprentissage tendent à être captés par la technologie dominante. On est au cœur du mécanisme de verrouillage technologique décrit dans l'encadré.

### **Encadré 1** **Le risque classique de verrouillage technologique** **autour de la technique partie en premier**

Le phénomène de *lock-in* largement analysé dans la littérature (David 1981, 1990 ; Arthur 1985, Cowan, 1990, 1996) repose sur les effets cumulatifs d'expérience industrielle, les effets de taille croissante des productions et les rendements croissants d'adoption d'une technologie<sup>14</sup>.

Un petit modèle permet d'éclairer le risque de *lock-in* sur la première filière. Il faut considérer deux courbes d'apprentissage, l'une associée à la technologie X qui a bénéficié de l'effet de départ, et l'autre à la technologie challenger Y<sup>15</sup>.

La technologie X s'améliore plus rapidement car elle se diffuse avant l'autre. Plus elle est déployée, plus elle incorpore d'améliorations. Et plus elle s'améliore, plus elle devient attractive pour ses usagers potentiels. Aussi l'avance prise au départ pour des raisons contingentes (ici la proximité de la technique du SiC pour l'électronique) peut s'accroître pour devenir incontestable, simplement parce qu'une fois cette avance initiale prise, on a appris plus sur elle que sur l'autre, et elle a bénéficié de plus d'améliorations que sa concurrente.

Ainsi si les premiers utilisateurs avaient des besoins précis ou des espoirs précis de performances qui les ont conduit à prendre la technique la plus facile à développer pour un usage-niche, cela peut donner ensuite le déploiement d'une technologie sous-optimale pour d'autres usages.

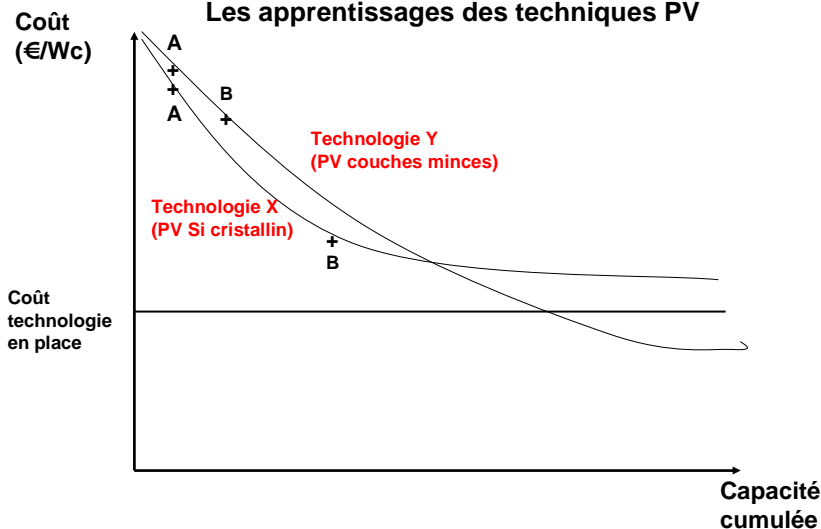
Considérons maintenant le caractère temporel de la concurrence entre deux techniques à partir de la figure 3 représentant les courbes d'expérience de deux technologies avec des promesses de performances différentes en fonction des productions cumulées sur chacune.

---

<sup>14</sup> Si les rendements d'adoption étaient décroissants, comme il est classique de le supposer dans les modèles économiques, les technologies les meilleures techniquement pourraient repasser devant les autres.

<sup>15</sup> Il faudrait dans l'idéal adjoindre la courbe d'apprentissage du PV de troisième génération pour tenir compte des matériaux futurs qui ouvrirait la possibilité de rupture technologique déterminante.

**Figure 3 : Le risque de verrouillage technologique  
Les apprentissages des techniques PV**



Quand le marché se développe, les acheteurs à un moment précis ne voient les deux technologies X et Y qu'à cet instant, mais pas les courbes de coût dans son ensemble.

Au temps A, les technologies ont vendu le même nombre d'unités. Mais au temps B, la technologie X a gagné des parts de marché parce que son coût est désormais plus bas. Au temps B, la différence s'est accrue de façon telle que le producteur de la technologie Y est contraint de sortir du marché, n'ayant pas gagné suffisamment de part de marché et construit suffisamment d'équipement pour faire baisser les coûts.

Précisions que d'autres effets cumulatifs peuvent jouer :

- Le degré différent d'incertitudes sur les technologies : quand une technologie est utilisée, l'expérience résout en partie ces incertitudes. Si une technique est la plus avancée dans la concurrence, l'utilisation de la technologie a valeur de rassemblement de l'information. Celui-ci se traduit par un accroissement de confiance dans la valeur économique future de la technologie X.
- Les externalités de réseau, c'est-à-dire le développement croissant des complémentarités dans l'environnement de la technologie dominante (dans le cas des cellules PV, ceci concernera le développement des compétences d'installateurs, de monteurs de projets, la labellisation des professionnels, etc.)

En théorie la sortie d'un lock-in vers une autre technologie peut s'opérer s'il y a soit une rupture technologique sur la technologie voisine, soit des changements de goûts ou de valeurs dans la société, ou encore si l'Etat décide d'intervenir (Cowan, 1996). Quand les technologies sont assez voisines, mais que la technologie partie en second présente des potentialités supérieures de baisse de coût et de services offerts, la sortie du lock-in s'effectue généralement par des politiques spécifiques de subvention sur un marché-niche. En économie de l'innovation (Guellec, 1999 ; Foray et Grubler, 1998 ; Kemp et al., 1995), on a coutume de considérer que la maturation d'une nouvelle technologie doit s'appuyer sur des marchés-niches avant de se diffuser vers d'autres marchés<sup>16</sup>. Ce marché-niche doit présenter des

<sup>16</sup> Le développement initial du PV est riche précisément de ces marchés-niches : les systèmes isolés dans les pays en développement, les « écarts » en distribution électriques, les refuges de montagne ou les phares plantés héroïquement en pleine mer. Il a fallu toutefois la création d'un marché des « usages connectés au réseau » par les aides généreuses accordées aux adopteurs pour lancer le développement d'un marché des systèmes PV. Dans

caractères spécifiques pour lancer le déploiement de la technologie. Il doit être suffisamment large et dynamique avec des utilisateurs demandant des améliorations incessantes aux producteurs.

Dans cette perspective pour limiter le verrouillage naissant de la technologie PV sur le Si cristallin, il serait efficient de réduire l'appui à cette filière et de soutenir plus avant les techniques couches minces. Comme certains usages (le PV intégré dans le bâti) sont plus favorables aux filières à couches minces, cette correspondance technologie-usage peut être le levier pour éviter le verrouillage.

Ce qui suggère deux mesures :

- une dégressivité forte sur les tarifs d'achat (ou leur équivalent) sur les filières au silicium cristallin pour les nouveaux contrats vers la parité réseau BT ou MT.
- un appui élevé sur les filières couches minces, en recommençant par une politique de subventions à l'investissement de type « 10 000 toits » suivi au bout de quelques années d'une politique de tarifs d'achat.

Mais auparavant il convient de s'interroger si il n'est pas plus efficace de revenir à des politiques centrées sur un effort soutenu de R&D.

### - 3.2. Faut-il retourner à l'étape des subventions à la RD&D ?

Les différentes filières doivent continuer de recevoir des subventions de RD, notamment sur les technologies moins bien établies de couches minces (les nouvelles formes de silicium, les matériaux CIS et CdTe, les nouveaux supports, les PV organiques, etc.). De ce point de vue la politique du Japon est exemplaire puisque ce pays a maintenu un effort constant en financement public de RD depuis les années 80 et en le diversifiant alors que les budgets de R&D des autres pays leaders (Allemagne, Etats-Unis) connaissaient des fluctuations importantes sur le PV comme d'ailleurs sur l'ensemble des techniques ENR. De ce même point de vue un pays qui ne ferait pas partie du premier peloton des pays innovants devrait adopter une stratégie de long terme en finançant les technologies appelées à contester la position du *dominant design* avec des techniques avancées, ou à s'imposer sur de nouveaux marchés particuliers, comme certains pays (Japon, Finlande) ont su le faire avec leurs industries électroniques pour rivaliser avec l'industrie américaine.

Ce point de vue fonde la position de ceux qui prônent l'abandon immédiat des tarifs d'achat et un retour à un subventionnement de la RD tels que Frondel et al. (2008) de l'institut RWI à propos du programme allemand. Ces critiques soulignent le fait que les politiques de tarifs d'achat élevés se focalisent à tort sur les effets d'expérience en fonction des capacités cumulées en pariant sur la pente de la baisse de coût du kWh PV.

La base de leur argument est de considérer que le progrès des rendements est le facteur le plus important de baisse des coûts du kWh PV. Même si une politique de pénétration subventionnée du marché déclenche des effets d'apprentissage dans les coûts de fabrication et d'implantation des cellules PV, ce ne serait pas l'effet d'apprentissage qui améliorerait substantiellement les performances économiques des modules. Frondel et al. (2008) mettent en avant plusieurs preuves. D'abord ils soulignent le lien entre les progressions des performances de rendement dès que on consacre beaucoup de fonds à la RD. Le rendement des cellules est monté de 5% autour de 1975 à 15% en 2001 parce qu'il y a eu de la RD. Le rapport de l'IEA (2004) sur les technologies énergétiques souligne que le progrès des

---

le futur on peut imaginer que des marchés se développeront dans les pays ensoleillés des régions riches et pauvres avec des subventions aux adopteurs plus modérés qu'actuellement

rendements du PV entre 1983 et 1990 avait été précédé d'un très important effort de RD au plan mondial de 1,5 milliards de \$. De plus le recensement des ruptures innovantes sur les cellules qui ont été porteuses de ces améliorations de rendement depuis 1980 montre que 10 sur 16 ont été permises par la R&D (Nemet, 2006). Ceci suggère, selon eux, que c'est plutôt par l'investissement en R&D que les performances technologiques et économiques de la technologie PV vont d'abord croître que par une politique de pénétration extrêmement subventionnée où les améliorations technologiques ne sont que des sous-produits.

Le mérite d'un tel point de vue est d'être clair et de nous rappeler au bon sens. On peut cependant discuter le prémisses de départ comme quoi il n'y a que l'amélioration du rendement qui conduit à la baisse significative de coût du kWh en photovoltaïque. Les progressions sur les coûts de fabrication, les coûts hors module et d'installation par l'effet d'apprentissage sont aussi des facteurs importants des baisses passées et futures. Il ne faut donc pas les négliger en tentant de combiner les efforts de RD en continu et le développement d'un marché minimal qui permettrait de tester et d'améliorer les procédés de fabrication de la cellule PV comme ceux des éléments hors cellules ainsi que leur intégration. Il faut donc aussi maintenir un dispositif de *demand pull* par la subvention à l'investissement dans une structure d'incitation favorable.

### 3.3. Le retour aux subventions à l'investissement

Les subventions à l'investissement sont l'instrument adéquat en phase de démonstration et au tout début de déploiement pré-commercial pour les techniques à fort coût d'investissement comme le PV et l'éolien et quand les adopteurs sont de petits acteurs sans surface financière importante. Dans cas du PV, elles prennent trois formes principales de qualité voisine:

- la subvention directe pouvant aller jusqu'à deux tiers de l'investissement,
- le crédit d'impôt sur l'investissement en équipement,
- la bonification des taux d'emprunts.

Ce dernier instrument a été utilisé dans le cadre des programmes 100 000 toits du gouvernement japonais entre 1994 et 2005 et du gouvernement allemand qui le combinaient tous deux avec une subvention directe à l'investissement<sup>17</sup>. On notera son effet de réduction de coûts dans la durée : un prêt bonifié à 0% remboursable sur 15 ans pour un équipement de 22 500€ conduit à une économie de 15100 € par rapport à un prêt ordinaire à 7% et remboursable en 15 ans ; un prêt à 2% après bonification permettra une économie de 11 700 € par rapport au même prêt à 7%.

**Tableau 7. Variantes de subventions à l'investissement**

|  | Paramètres de l'instrument | Avantages | Inconvénients |
|--|----------------------------|-----------|---------------|
|--|----------------------------|-----------|---------------|

<sup>17</sup> Le programme japonais 100 000 toits de diffusion des systèmes PV dans le secteur résidentiel de 1994-2005 combinait des prêts bonifiés et des subventions à destination des propriétaires de maisons individuelles, des promoteurs et des organisations publiques. La subvention (pour des équipements jusqu'à 4 kWc était de 200 000 yens/kWc en 2005 (1500 €/kWc ). Elle avait d'abord été définie en % du coût de l'installation avec une décroissance de l'aide de 50% à 33% entre 1994 et 1999, puis elle est passée à la subvention en valeur absolue par kWc qui était en place entre 2000 et 2006 (voir Lopez-Polo, Haas & Suna, 2007)

Le programme allemand des 100 000 toits lancés en 1999 pour des installations de 1 à 3 kWc a reposé aussi sur des prêts bonifiés à 0% au départ, (puis 1.8%) et une subvention permettant un temps de retour de 10 ans. L'introduction d'un tarif d'achat de 50.6 c€/kWh en 2000 s'est surajoutée aux prêts bonifiés, ce qui a vraiment fait décoller la diffusion PV en Allemagne pour conduire à 959 MWc fin 2006 (Lopez-Polo et al., 2007)



|                                    |   |  |   |
|------------------------------------|---|--|---|
| Subvention directe                 | % du coût d'investissement ou bien forfait  | Important pour technologies à large « upfront cost »   | Peu incitatifs à rechercher la meilleure technique<br>Peu incitatif à la performance d'exploitation |
| Crédit d'impôts                    | Soit sur le coût du matériel<br>Soit sur la partie fonds propres du financement de l'investissement |  | Peu incitatifs à choix efficaces<br><br>Exposition au risque de fraude                              |
| Prêts bonifiés                     | Taux à 0% en début de déploiement<br>Taux en dessous de celui du marché                             |  | Incitation à maintenir l'équipement par la durée de remboursement du prêt                           |
| Subventions basées sur performance | Etalement de l'appui sur 5 ans en fonction de la production   | Favorables aux techniques à large coût initial<br><br>Incitatif à performance d'exploitation |   |

C'est à l'évidence l'instrument le mieux adapté au stade de développement du PV pour créer un petit marché favorable à la démonstration des différentes techniques PV. On notera de nouveau que même après le passage aux tarifs d'achat, crédit d'impôts et prêts bonifiés sont fréquemment utilisées en complément des tarifs d'achat très élevés, comme c'est le cas en Allemagne, en France et en Espagne actuellement. C'est la démonstration par l'absurde que les tarifs d'achat très élevés ne sont pas le bon dispositif au stade actuel de progression de la filière qui est bien loin de la prématurité commerciale. Il vaut mieux en rester à la subvention à l'investissement avec ses différentes composantes, qui a au moins l'avantage de ne pas installer un régime de rente de long terme pour les heureux adopteurs de technologie.

Pour pallier les défauts de la subvention à l'investissement qui ont été précisés avant (notamment le manque d'incitations à choisir la technique et le fabricant les plus performants et à exploiter de façon efficace l'équipement), l'intérêt du dispositif du programme californien actuel de la CPUC pour les équipements de plus de 100kW doit être souligné. C'est un instrument intermédiaire de type « performance-based » qui consiste à étaler la subvention publique sur cinq ans en la définissant de façon proportionnelle à la production annuelle effective pour inciter à choisir les techniques performantes. Cela revient à un tarif d'achat raccourci à une durée de 5 ans, qui permet le recouvrement de la partie du coût d'investissement que devait financer la subvention.

#### **4. L'inefficience de la politique de rattrapage industriel et technologique : la malédiction des *second movers***

On a rappelé en introduction que la politique française de promotion du PV a un double objectif : contribuer aux objectifs de la politique climatique, et développer une filière nationale. Il est temps de se demander si le coût de cette politique par rapport à ces objectifs n'est pas incroyablement disproportionné par rapport aux résultats que l'on peut en attendre. Si le premier objectif était le seul, il serait particulièrement coûteux par rapport à d'autres moyens, comme on le voit dans l'encadré 2. Le second objectif est le seul en fait qui pourrait mériter a priori un tel engagement de moyens. Mais y a-t-il vraiment des résultats industriels à attendre dans le contexte de l'intégration internationale des marchés?

Comme toutes les politiques de pays leaders (Japon, Allemagne, Etats-Unis) et d'autres *second movers*, le soutien au déploiement du PV en France vise principalement des objectifs industriels et d'innovation, à savoir être présent dans la compétition technologique et consolider l'industrie nationale. Mais on doit s'interroger sur l'efficacité d'une telle stratégie quand elle est mise en œuvre dans un pays *second mover*. L'industrie française est pour l'heure à la traîne avec essentiellement l'industriel Photowatt qui s'est fait une place dans les systèmes au silicium polycristallin avec 1,8% du marché mondial et une capacité de fabrication de 60 MWc. Le marché français qui est en train de se développer (20 à 30 000 contrats possibles en 2008) ne fait que s'adresser marginalement à des producteurs français. L'industrie française est-elle en mesure de rattraper son retard dans le domaine des filières au Si cristallin qui vont rester fort probablement les techniques dominantes dans les quinze prochaines années?

**Tableau 8. Capacité de production de cellules PV dans le monde (en MWc)**

|             | Japon | Chine | Allemagne | USA | Autres pays en Europe | Autres pays dans le monde     |
|-------------|-------|-------|-----------|-----|-----------------------|-------------------------------|
| <b>2006</b> | 920   | 380   | 500       | 190 | 200                   | Taiwan :200<br>Australie : 60 |
| <b>2007</b> | 950   | 1200  | 900       | 300 | 200                   | Taiwan : 380                  |

Source : Solarbuzz, homepage et Karberger (Swedish Energy Board) 2008

La vivacité de la concurrence entre firmes et entre pays leaders, confirmée par l'arrivée de l'industrie chinoise dans le peloton de tête en 2007 et l'entrée récente de « capital-risqueurs » dans le business du PV aux Etats-Unis, ne doit pas faire oublier que les débouchés dans les pays industrialisés (qui sont le marché principal de l'industrie mondiale du PV) sont très subventionnés. Comme tous les gouvernements, le gouvernement français est influencé par l'image de cette compétition artificielle qui semble crédibiliser les annonces irréalistes de baisse de coût des industriels vers 1000 à 1500 €/kWc en 2015, alors que le coût des systèmes PV en Si Cristallin stagnent entre 4000-4500 €/kWc depuis 1999.

Dans un tel contexte, les pays du second peloton (Espagne, France, Italie, Royaume Uni, etc.) doivent se poser trois questions.

- *Un programme volontariste de développement d'un marché fortement subventionné pour appuyer l'industrie nationale peut-il permettre de rattraper le retard ?*

Le marché subventionné ne peut pas permettre de privilégier les firmes françaises car on encourrait la condamnation des instances européennes de la concurrence ou de l'OMC. Vu au plan mondial on observe que les marchés fortement subventionnés tendent à favoriser les industries des pays *first movers* et maintenant des pays émergents qui n'ont même pas besoin de marchés internes subventionnés pour se développer. Il est intéressant de remarquer que même l'industrie allemande qui pouvait s'appuyer sur un marché en forte expansion grâce aux subventions n'a pu suivre l'expansion de son marché et a dû laisser des parts du marché intérieur aux concurrents étrangers (Frondelet al. 2008).

Une politique alternative beaucoup plus efficace conçue uniquement en fonction de cet objectif industriel pourrait être une aide directe et conséquente à une installation d'une usine de grande taille (400 MWc, voire 1000 MWc) par une firme française (ou à majorité française). Le projet pourrait être généreusement articulé avec la politique de coopération de la France avec les pays africains, dans le domaine de l'électrification rurale décentralisée où les besoins restent importants. Mais cet objectif est totalement contraire aux principes de la politique de la concurrence et à l'article 82 du Traité sur les aides d'Etat où ce cas de figure n'est pas envisagé.

- *Imaginer que des firmes nationales puissent entrer et se développer sur le marché du PV dans ce contexte globalisé est-il faisable?*

Les firmes françaises peuvent en fait s'allier à, ou racheter des entreprises étrangères et transférer les savoir-faire industriels en France. On voit ainsi EDF Energies nouvelles acheter des parts dans Nanosolar pour profiter de ses futures fabrications de couches minces pour s'imposer sur le créneau des systèmes PV en Europe. On pourrait objecter que l'expérience des politiques d'innovation montre l'intérêt de constituer une base de compétences sur une technologie dans un nouveau domaine de pointe, même si on développe cette base de compétences scientifiques et technologiques sur des filières qui ne survivront pas à la sélection technologique (Guellec, 1999). Dans cette perspective, développer une industrie sur la base des filières au silicium cristallin permettrait de cultiver cette base de compétences pour se positionner ultérieurement sur les autres filières si elles parviennent à émerger. En fait cet acquis sur le Si cristallin aurait un intérêt limité car les savoirs technologiques sur les couches minces sont intrinsèquement différents.

## Encadré 2

### Le coût futur de la politique d'appui au PV

La promotion des systèmes PV devrait contribuer à l'effort de la France pour respecter ses futurs engagements à développer les ENR pour atteindre en 2020 une part de 20% de son bilan primaire, selon les engagements de la directive Renouvelables du 3<sup>e</sup> paquet Energie et Climat. Dans le domaine de la production électrique par ENR, les perspectives de développement du PV resteront modestes, même dans les scénarios les plus ambitieux : l'objectif de 5200 MW en 2020 proposé au Grenelle de l'Environnement ne contribuera qu'à 1,3% des besoins électriques français si il est atteint et 5% de la production électrique à base d'ENR.

**Tableau a. Objectifs de développement des capacités PV en France à horizon 2020**

|   | 2012  | 2015 | 2020 |
|---|-------|------|------|
| Objectifs pré-Grenelle<br>(PPI 2006 et Arrêté de 2006 sur<br>le PV) | 160   | 500  | 950  |
| Objectifs proposés au Grenelle                                      | 1100* | 2900 | 5200 |

\* Dont 40% dans les DOM

Si la subvention à la production reste à un niveau très élevé sans dégressivité rapide sur les nouveaux contrats, le coût pour les consommateurs sera important et durable du fait du niveau très élevé de la subvention par kWh. Si l'on suppose que les tarifs de rachat pour le PV restent à ce niveau, le coût annuel net pour les consommateurs s'élèverait à 1,12 milliards en 2015 et à 2,24 milliards en 2020. On sort donc des niveaux confidentiels actuels où la production de 30 GWh par les 25 MW installés en 2007 ne vont coûter que 12 millions de €.

Le total cumulé sur 2010-2020 sera de 12,3 milliards. Le coût cumulé des engagements du dispositif si on l'arrêtait en 2020 avec 5400 MW installés serait grosso modo de l'ordre de 25 milliards d'€, ses effets se faisant sentir jusqu'en 2040.

**Tableau b: Coût de la politique de développement selon les objectifs du Grenelle**

|                                | 2012 | 2015 | 2020 | Cumul 2010-2020 |
|--------------------------------|------|------|------|-----------------|
| Capacité<br>installée<br>(MW)  | 1000 | 2700 | 5400 |                 |
| Production<br>(TWh)            | 1,2  | 3,24 | 6,48 |                 |
| Surcoût de la<br>production PV | 0,39 | 1,12 | 2,24 | 12,3            |

#### Hypothèses de calcul du tableau b

- Calcul de la production avec hypothèse de 1200h d'ensoleillement moyen à 1kW/m<sup>2</sup>
- Tarifs d'achat : 305 €/MWh pour les 2/3 de l'électricité PV et 550 €/MWh pour le 1/3 de l'électricité PV par intégration dans le bâti
- On ne dissocie pas les tarifs selon la taille et le type des installations (moins cher pour les grandes installations, plus cher pour les centrales au sol) et dans les DOM (plus cher)
- On fait l'hypothèse de constance du tarif d'achat pour les nouveaux contrats sur toute la période (terme de l'arrêté de 2006).
- Le surcoût par kWh s'évalue par rapport à un prix moyen annuel élevé du marché d'électricité de gros de 70 €/MWh (qui correspond au coût variable de la centrale à gaz qui serait marginale toute l'année sur les marchés horaires avec un prix du gaz de 6\$/Mbtu et un prix du carbone de 30€/t de CO<sub>2</sub>). On ne cherche pas ici à dissocier les niveaux de prix pendant les périodes d'été et d'apports solaires privilégiés des autres périodes. On ne considère pas les économies potentielles en réseau de distribution dont plusieurs études sérieuses montrent l'inexistence de telles économies

A ce coût supporté par les consommateurs via le prélèvement de la CSPE, il faudrait ajouter le coût des crédits d'impôt pour le budget de l'Etat et la compensation des prêts à taux bonifiés. Pour les crédits d'impôt (qui porte sur 50% du coût de l'équipement, hors coût d'installation), la subvention

s'élèverait à 0,8 milliards € par an entre 2015 et 2020 si un tel crédit d'impôt est maintenu, ce qui augmente le coût annuel pour la collectivité de 50 % en moyenne sur les cinq années. On calcule ce coût avec des hypothèses de calcul simple: 600 MWc par an d'installation entre 2015 et 2020 et 3500 €/kWc pour toutes les installations.

..

- *En revenant sur le risque de lock-in mondial, ne vaut-il pas mieux adopter un système d'appui différencié entre filières de maturité différente pour relever le défi industriel avec les filières de seconde génération ?*

Le choix d'instruments non différenciés favorise principalement le silicium cristallin et comme ce choix est général à tous les pays, il contribue au risque de *lock-in* qui se dessine au plan mondial. L'objectif principal devrait plutôt être de positionner l'industrie nationale sur les filières couches minces dont elle est absente en favorisant les technologies couches minces. La discrimination entre technologies serait une forte incitation à l'entrée de nouvelles entreprises avec cette technologie et à la diversification des entreprises françaises vers cette voie des couches minces, ce qu'un petit nombre d'entreprises (Sharp, Q-Cells, Mitsubishi, etc.) ont déjà choisi de le faire.

**Tableau 9: Les entrants par la voie des technologies en couches minces**

(Part de marchés des producteurs en couches minces en 2007)

| First Solar<br>(USA) | Uni-Solar<br>(USA) | Kaneka<br>(Japon) | Mitsubishi<br>(Japon) | Sharp<br>Japon | Würth<br>Allemagne | Autres* |
|----------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|----------------|--------------------|---------|
| 50%                  | 11%                | 10%               | 7%                    | 5%             | 2%                 | 15%     |

\* Dont Nanosolar, Solar Cells, etc.

Source : EUPD Research, 2008, cités dans Usine Nouvelle, n°3117, 2 octobre 2008, p.38

Une autre ligne d'action devrait porter sur un effort croissant de financement public de la RD et de démonstration sur les techniques couches minces les plus prometteuses et sur les techniques PV de troisième génération, comme le font les Japonais avec les programmes de l'agence publique NEDO dans le prolongement de leur effort régulier de R&D engagés dans les années quatre-vingt (Kimura et Suzuki, 2006). À côté de l'acquis de Photowatt, l'industrie française dans le PV devrait se positionner sur la trajectoire des couches minces et préparer l'étape du PV de 3<sup>e</sup> génération par la RD. C'est un pari jouable si les politiques de R&D de plusieurs pays convergent pour contourner dès à présent le *lock-in* sur les filières au silicium cristallin.

## 5. En guise de conclusion : quelques recommandations

La France veut se situer dans le mouvement général de diffusion de la technologie PV pour installer une filière industrielle nationale en développant à marche forcée un marché intérieur du PV sur la base de tarifs d'achat très élevés et d'un empilement d'aides diverses à l'investissement.

Le choix et la conception du tarif d'achat comme instrument de soutien pose trois problèmes. En premier lieu le tarif d'achat n'est pas le bon instrument par rapport au stade de progression de la technologie PV qui n'est pas encore au niveau précommercial, ce qui oblige à avoir des tarifs quatre à cinq fois plus élevés que ceux de l'éolien. Il est préférable de renforcer l'effort de R&D sur toutes les filières et en particulier les filières couches minces bien moins

avancées, et de limiter le développement du marché à des programmes de type 10 000 toits PV par des subventions à l'investissement pour permettre d'appuyer un effort de démonstration.

En second lieu, même en imaginant qu'il serait justifié de retenir cet instrument parce que l'on considérerait que la technologie se situerait en phase pré-commerciale, le dispositif français est mal conçu sur quatre plans :

- la longueur de l'engagement du tarif pour chaque nouvelle installation et l'absence de décroissance du tarif d'achat sur les 20 ans de l'engagement,
- l'inutile ajout des aides à l'investissement avec crédits d'impôts, prêts bonifiés et allègement de TVA,
- l'absence de décroissance du tarif d'une année sur l'autre pour les nouvelles installations, alors que l'on pourrait déjà limiter les dépenses futures de ce dispositif par des baisses plus rapides que l'évolution des coûts,
- l'absence de distinction des tarifs entre filières de maturité différente pour les différents usages du PV, ce qui tend à pénaliser les filières des couches minces et à contribuer au verrouillage technologique qui se dessine au plan mondial sur les techniques au silicium cristallin moins prometteuses.

En troisième lieu l'objectif industriel de construire une filière photovoltaïque en France en tirant le développement d'un marché interne par ces tarifs ne sera jamais atteint dans le contexte de concurrence globalisée, sachant que les industries de quelques pays se sont placées en tête grâce à des politiques d'appui plus précoces. Le dispositif va engager de façon croissante l'argent des consommateurs français d'électricité sur une période de 20 ans sans faire décoller l'industrie française sur le Si cristallin. Le dispositif va servir à subventionner les industries des autres pays (Japon, Allemagne, Etats-Unis et maintenant Chine).

Un programme ambitieux de subventions à la R&D et de subventions à l'investissement ciblé sur les technologies couches minces et privilégiant les producteurs français dans une logique de démonstration apparaît être une solution beaucoup plus efficace à moyen et long terme.

## References

- ARTHUR, B., (1989) ‘Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events, *Economic Journal*, n° 99 (1989) 116-131
- AYRES, R.U. and MARTINAS, K., 1992. Learning from experience and the life cycle: some analytic implications. *Technovation* Vol.12 n°7, pp. 465–486
- Van BENTHEM A., GILLINGHAM K., and WILD P., (2008), Learning by doing and the optimal solar policy in California, *The Energy Journal*, Vol.29, n°3, pp.131-152
- BORENSTEIN S. (2008), The market value and cost of solar photovoltaic electricity production, UCEI , CSEM Working Paper 176.
- COWAN R., KLINE D., 1996, The implications of potential lock-in in markets for renewable energy, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-460-22112
- DAVID P.A., 1991, Computer and the dynamo, *American Economic Review*, Vol. 80, n°2,
- DAVID P. A., 1985, Clio and the Economics of QWERTY, *American Economic Review*, vol. 75, n°2.
- DUKE R. WILLIAMS R.H., et PAYNE A. 2005, Accelerating residential PV expansion: demand analysis for competitive electricity markets, *Energy Policy*, Vol.33, n°15, p.1912-1929.
- FINON, D. et PEREZ, Y. (2006). “The social efficiency of instruments for the promotion of renewable in the electricity industry: A transaction cost perspective”. *Ecological Economics*, n°62, p.77-92.
- FINON, D. et MENENTEAU, P. (2003). “The static and dynamic efficiency of instruments of promotion of renewables”. *Energy Studies Review*, Vol. 12, n°1, p. 53-83.
- FINON D. et MENENTEAU P. (2004), La promotion des énergies renouvelables dans les nouveaux marchés électriques concurrentiels, *Annales des Mines, Gérer et Comprendre*, Septembre 2004,
- FOXON T.J. and PEARSON P.J.G. [2007], “Towards improved policy processes for promoting innovation in renewable electricity technologies in the UK”, *Energy Policy*, Vol. 35, Issue 3, pp. 1539-1550
- FOXON T.J. and al. [2005], “UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures”, *Energy Policy*, Vol 33, pp. 2123-2137
- GUELLEC D., (1999), L’économie de l’innovation, Paris Edition la Découverte, Collection Repères.
- HAAS R., HELD A., FINON D. , MEYER N., LORENZONI A., WISER R., NISHIO [2007], *Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, US and Japan*, in Shiohansi , Competitive Electricity Markets: desing, Implementation, Performance , London: Elsevier, p. 419-458
- IEA [2008], *Energy Technology Perspectives – In support of the G8 Plan of Action, Scenarios & Strategies to 2050*, OECD
- IEA (2004), IEA energy Statitics, R&D Data base, international Energy Agency
- IEA (International Energy Agency) [2000], Experience Curves for Energy Technology Policy, OCDE
- JACOBSSON S. and BERGEK A. [2004], “Transforming the energy sector: the evolution of technological systems in renewable energy technology”, *Industrial and Corporate Change*, Vol. 13, n°3, pp.815-849
- KAHN, E., (2008), Avoidable transmission cost is a substantial benefit of solar PV, *The Electricity Journal*, Vol.21, n°5, p. 41-50

KEMP, R., SCHOT, J. and HOOGMA, R. (1998): Regime Shifts to Sustainability Through Processes of Niche Formation: The approach of strategic niche management, *Technology Analysis and Strategic Management*, Vol.10, No. 2, pp 175-195.

KIMYRA, O. and SUZUKI, T. (2006), *Thirty years of solar energy development in Japan: coevolution process of technology, policies and the market*, paper presented in Resource Policies: Effectiveness, Efficiency, and Equity, Berlin

LOPEZ-POLO A., HAAS R., SUNA D., (2007), “Promotional drivers for PV”, Report to the Program “PV Upscale”

MEDDAD, *Grenelle Environnement : réussir la transition énergétique/ 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale*, Novembre 2008 (Dossier de Presse)

MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M. L. (2003).- "Prices versus quantities : environmental policies for promoting the development of renewable energy". *Energy Policy*, 31 (8), pp. 799-812.

MENANTEAU P, (2000), « La constitution des technologies photovoltaïques : apprentissage et dépendance du sentier » in Bourgeois B., Finon D., Martin J.M., 2000, *Energie et Changement Technologique : une approche évolutionniste*, Paris : Economica, pp.99-124

NEMET G.F., (2006), Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics *Energy Policy*, Vol.34, n°17, p.3218-3232

KOLEV A. and RIESS A. [2007], “Environmental and technology externalities: policy and investments implications”, *EIB PAPERS*, Vol. 12, n°2

NEIJ L. [1997], “Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable technology”, *Energy Policy*, Vol.23, Issue 13, pp. 1099-1107

PAPPINEAU M., (2006), An economic perspective on experience curves to analyze the prospects for diffusion and adoption of renewables energies technologies, *Energy Policy*, Vol. 34, n°4, p.422-432.

RABL A. et van der ZWAAN H 2007 “The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy” *Energy Policy*, vol.32(13), p.1545–1554.

SAWIN J.L. [2004], *National Policy Instruments – Policy lessons for the advancement and diffusion of renewable energy technologies around the world*, Internationale Konferenz für Erneuerbare Energien, Bonn, January 2004